

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт геологии и нефтегазовых технологий

Кафедра геологии нефти и газа

Э.И. ФАХРУТДИНОВ, Н.Г. НУРГАЛИЕВА, Р.Р. ХАЗИЕВ

АНАЛИЗ КАРБОНАТНОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

Учебно-методическое пособие
по выполнению лабораторной работы для студентов
направления 05.03.01 «Геология», 21.03.01 «Нефтегазовое дело» по курсам
«геология и геохимия нефти и газа» и «физика нефтяного пласта»

КАЗАНЬ – 2016

УДК 55:550.4
Л93

*Печатается по решению учебно-методической комиссии
Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ
Протокол №8 от 20 марта 2016 г.*

Составители:

Э.И. Фахрутдинов, Н.Г. Нургалиева, Р.Р. Хазиев

Научный редактор

доцент, к.г.-м.н. Р.А.Батырбаева

Рецензент

профессор, д.г.-м.н. Успенский Б.В.

Л93 Анализ карбонатности терригенных пород-коллекторов объемным методом: учебно-методическое пособие по выполнению лабораторной работы для бакалавров направления 05.03.01 «Геология», 21.03.01 «Нефтегазовое дело» /Э.И. Фахрутдинов, Н.Г. Нургалиева, Р.Р. Хазиев. – Казань: Казан. ун-т. –2016. –15 с.

Предназначено для лабораторных занятий по курсу «геология и геохимия нефти и газа» и «физика нефтяного пласта»

© Казанский университет, 2016 г.

Оглавление

Введение	4
1. Роль карбонатности в терригенных породах коллекторах	5
2. Определение карбонатности терригенных пород объёмным методом (метод Кларка)	8
2.1. Описание прибора	9
2.2. Выполнение работы	9
2.3. Порядок выполнения задания и пример	14
Список рекомендуемой литературы	15

Введение

Одним из важнейших параметров, определяющих качество пород-коллекторов и их фильтрационно-емкостные свойства, является **карбонатность** пород.

Под **карбонатностью** пород понимается содержание в ней солей угольной кислоты. Нефтегазосодержащие породы могут целиком состоять из карбонатных минералов (известняки, доломиты) или содержать их в различных количествах в виде цементирующего материала (песчаники, алевролиты).

В настоящем пособии рассматривается метод определения карбонатности в терригенных (песчано-алевролитовых) породах. Определение карбонатности в терригенных породах-коллекторах имеет значение для выяснения их коллекторских свойств, а также возможности применения кислотной обработки забоя скважин с целью увеличения проницаемости призабойной зоны пласта и увеличения дебитов нефти и газа.

Существуют три метода определения карбонатности: химический – метод химического титрования; массовый – определение по разнице массы навески до и после вымачивания ее в соляной кислоте; объемный – газометрический метод основанный на определении объема выделившегося углекислого газа при взаимодействии породы с соляной кислотой в приборе Кларка.

В настоящем пособии рассматривается роль карбонатности в терригенных породах-коллекторах и объемный метод определения карбонатности пород (метод Кларка).

1. Роль карбонатности в терригенных породах-коллекторах

Содержание карбонатности в терригенных породах-коллекторах колеблется в весьма широких пределах. При карбонатности 25-30% песчано-алевролитовые породы перестают быть поровыми коллекторами.

На рис.1, 2 показан пример песчаника (макро- и микроснимки) с кальцитовым цементом.



Рис. 1. Юрский песчаник со спаритовым кальцитовым цементом (группа Портланда, Шотвер Хиллб Оксфорд). Макроснимок. Масштабная линейка – 1 см
[<https://wserv3.esc.cam.ac.uk/1acollections/items/show/176>]

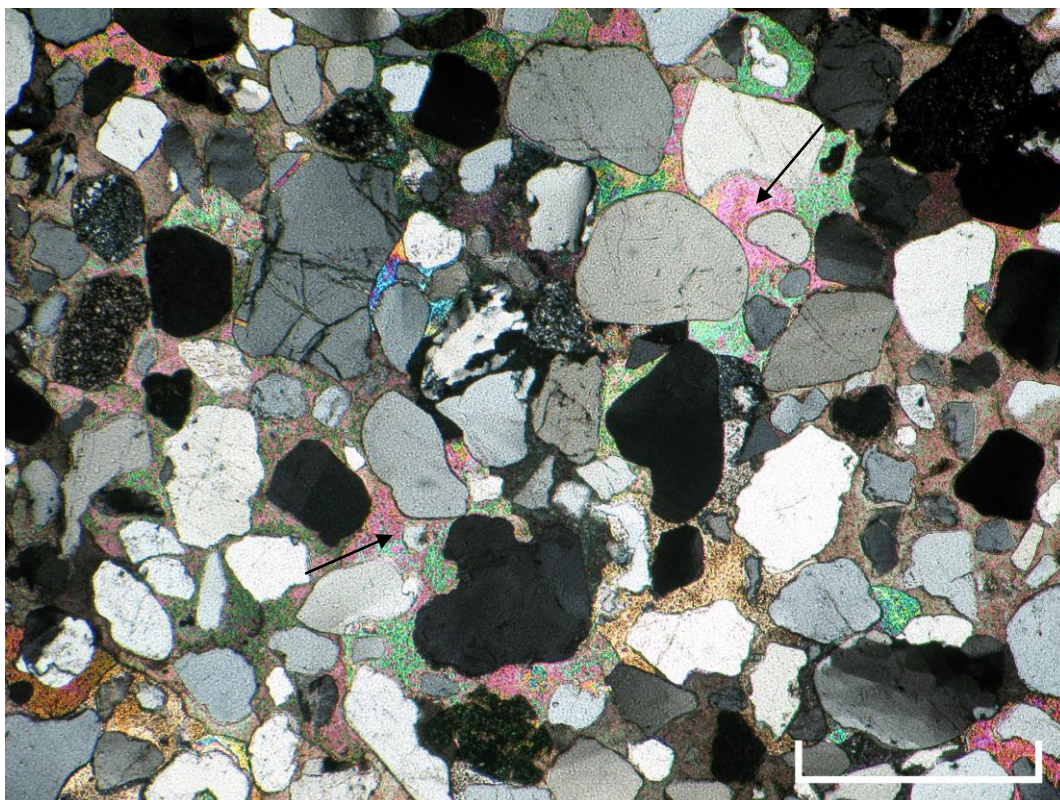


Рис. 2. Юрский песчаник со спаритовым кальцитовым цементом (группа Портланда, Шотовер Хиллб Оксфорд). Фото шлифа при скрещенных николях. Масштабная линейка – 1 мм. Стрелками показан кальцитовый цемент (содержание его ~ 15%).
[<https://wserv3.esc.cam.ac.uk/1acollections/items/show/176>]

Влияние карбонатности на коллекторские свойства отмечено во множестве исследований. Например, О.А.Черниковым в песчаниках и алевролитах месторождения Узень выявлена карбонатность до 35%, поэтому здесь применяется соляно-кислотная обработка призабойной скважины для повышения проницаемости пласта, которая изначально составила ~ 1 мД. Истекова С.А. и Умирова Г.К. провели анализ поля корреляции открытой пористости и карбонатности песчаников указанного месторождения Узень (рис. 3), который показал, что процесс карбонатизации значительно снижает пористость при достаточно большой концентрации карбонатных минералов - более 5%. При карбонатности более 17.5 % разброс пористости становится случайным. Эта область (карбонатность более 17.5 %) характеризует нижний предел пористости плотных пород.

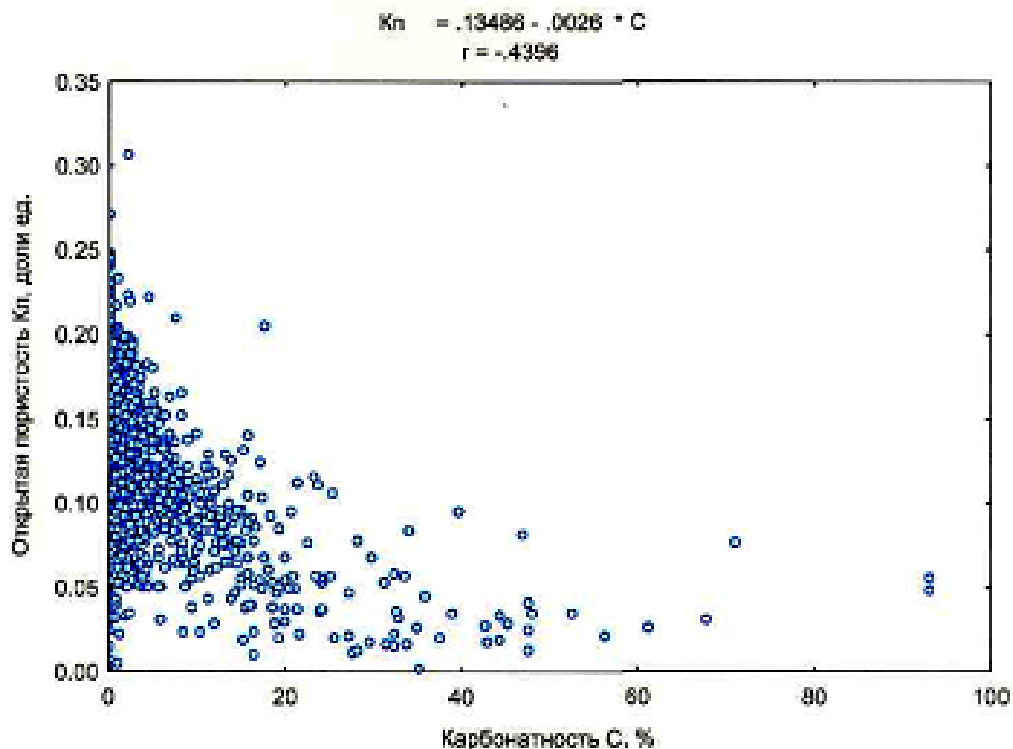


Рис. 3. Поле корреляции карбонатности и открытой пористости нефтенасыщенных песчаников. Месторождение Узень

По данным Котяхова Ф. И. в породах-коллекторах нефтяных месторождений Малгобека, Ташкалы и Дагестана карбонатность достигает 13%. По данным В.Т.Аванесова и Л.В.Минзберг карбонатность до 21% выявлена в нефтяных пластах Апшеронского полуострова, причем, чем выше карбонатность (цементация) пород, тем ниже их проницаемость. Породы-коллекторы с повышенной карбонатностью, как правило, оказываются в классах средне - и плохопроницаемых коллекторов.

Негативное влияние карбонатности на коллекторские свойства наблюдается исследованиями Л.П.Марковой и Р.А.Гнатюк, которые также показали, что карбонатность плиоценовых отложений возрастает к центру Прибалханской депрессии, а на отдельных локальных структурах третьего порядка она увеличивается от свода складок к периферии.

Роль карбонатности в комплексе параметров коллекторских свойств пород наглядно иллюстрируется Л.В. Сиротенко и О.И. Сиротенко на рис.4 для баженовской свиты в разрезе тюменской сверхглубокой скважины.

Таким образом, при исследовании природных резервуаров углеводородов, сложенных песчано-алевролитовыми породами важным методическим этапом оценки коллекторских свойств является определение карбонатности пород.

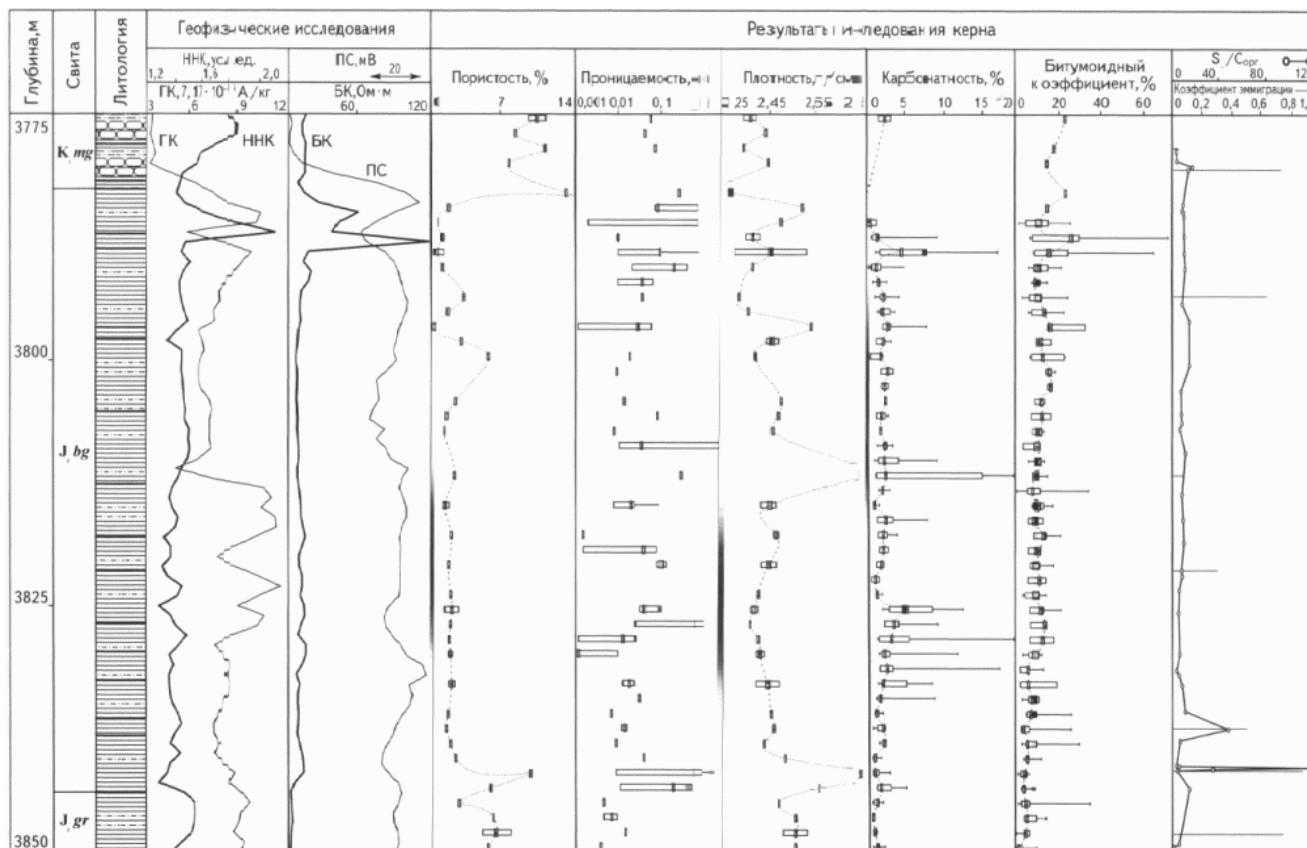
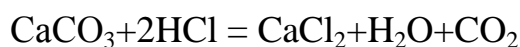


Рис. 4. Пример комплексирования данных каротажа и данных керна (в том числе, карбонатности пород) для баженовской свиты

2. Определение карбонатности терригенных пород объемным методом (метод Кларка)

Из различных методов определения карбонатности при анализе кернов повсеместно принят газометрический метод, основанный на химическом разложении солей угольной кислоты действием соляной кислоты и измерении объема углекислого газа, образовавшегося в результате реакции:



2.1. Описание прибора

Прибор (рис.5) собран в стеклянном цилиндрическом сосуде (1) с тубусом в нижней части емкостью 25-30 л. Сосуд заполняется водой, что позволяет делать определения при неизменной температуре. Сосуд закрывается крышкой (2) из прозрачной пластмассы. В центральной части крышки (2) на пробке (3) укреплен стеклянный цилиндр (4). Внутри цилиндра (4) помещается бюретка (5), вставленная в пробку (3). Нижняя часть цилиндра (4) присоединяется патрубком (6) к отводу крана (7), вставленного в пробку (8), в тубус сосуда (1). Вторым отвод крана при помощи резиновой трубки (9) связан с уравнивающей склянкой (10). Бюретка (5) резиновой трубкой (11) соединяется со стеклянной трубкой (2), изогнутой в виде змеевика-холодильника. Другой конец трубки резиновой трубки присоединяется к отводу воронки (12). Воронка (12) вставляется в колбу (13). Все соединения должны быть герметичны. Температура в сосуде (1) измеряется вставленным в него термометром.

2.2. *Выполнение лабораторной работы по определению карбонатности объёмным методом*

Цилиндр (4) и бюретку (5) заполняют из уравнивающей склянки до верхнего деления градуировки бюретки водным раствором поваренной соли NaCl, не поглощающим CO₂. Если в качестве рабочей жидкости употреблять дистиллированную воду без NaCl, то первое время до насыщения воды углекислым газом (1 объем воды при 15°C и 760 мм рт.ст. растворяет примерно 1 объем CO₂) получают заниженные значения карбонатности в породе.

От экстрагированного, высушенного и растертого образца породы берут навески 0,5-5 г (в зависимости от содержания карбонатов в породе: при большом содержании карбонатов берется меньшая навеска, а при меньшем – большая) и переносят её в реакционную колбу (13), которую плотно закрывают

пробкой с воронкой. После некоторой выдержки, необходимой для выравнивания температур во всех звеньях прибора, делают начальный отсчет уровня в бюретке при атмосферном давлении, т.е. после уравнивания уровней в бюретке (5) и цилиндре (4), что достигается передвижением уравнивательной склянки (10) с открытым краном (7). Как только указанные уровни находятся в одной горизонтальной плоскости, кран (7) тотчас перекрывают.

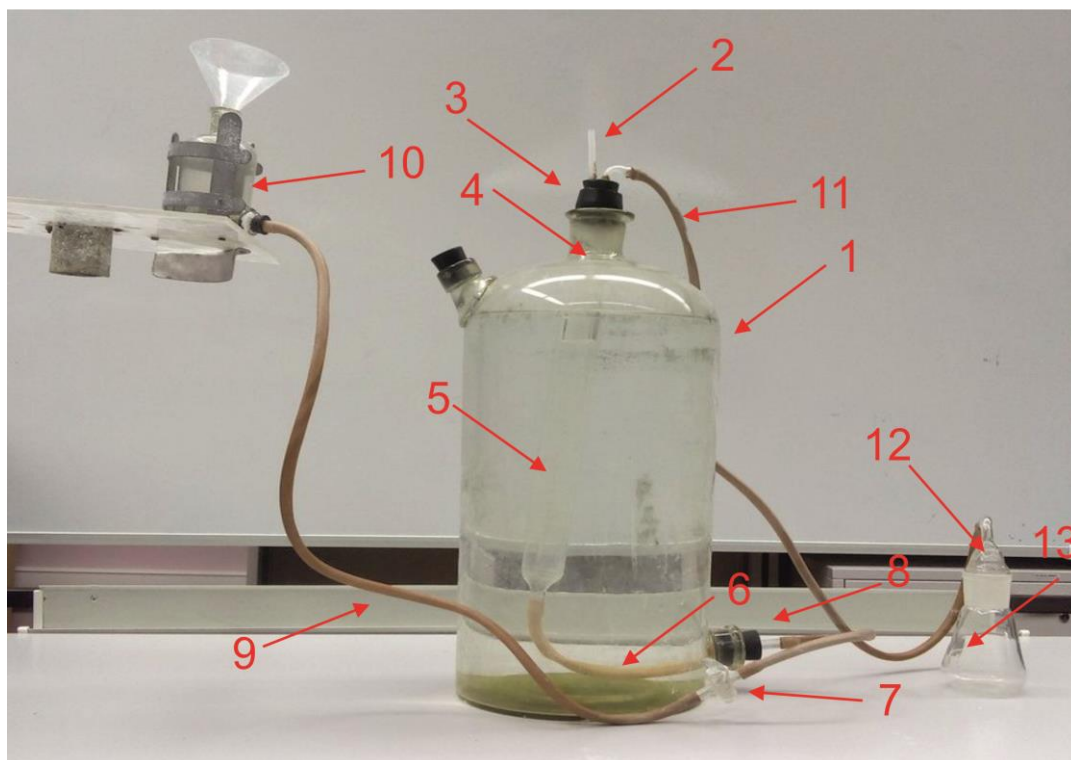


Рис. 5. Устройство прибора для определения карбонатности пород

1 - стеклянный цилиндрический сосуд с дистиллированной водой; 2 – крышка бюретки; 3 - резиновая пробка (верхняя); 4 – цилиндр с рабочей жидкостью; 5 – бюретка; 6, 9, 11– патрубок (резиновая трубка); 7 – кран-клапан; 8 - резиновая пробка (нижняя); 10 - уравнивательная склянка; 12 – стеклянная воронка; 13 – колба для образца.

По барометру устанавливают барометрическое давление, а по термометру – температуру.

Затем, следя по делениям на воронке, спускают в реакционную колбу (13) замеренное количество 10% соляной кислоты (1528 мл дистиллированной воды и 500 мл концентрированной HCl).

Выделяющийся при реакции соляной кислоты с карбонатами углекислый газ поступает через змеевик (2) в бюретку (5) и вытесняет из нее жидкость в цилиндр (4).

Конечный отсчет делают примерно через 15 мин, после прекращения реакции и также при атмосферном давлении, для чего вновь совмещают уровни в бюретке (5) и в цилиндре (4), перепуская часть жидкости в уравнительную склянку (10).

Разность между конечным и начальным отсчетами за вычетом загруженной в колбу (13) соляной кислоты дает объем V углекислого газа.

Можно определять карбонатность и без применения воронки. В этом случае в реакционную колбу с навеской породы вводят осторожно тигелек с соляной кислотой. После снятия начального отсчета колбу из крышки вынимают, вращательным движением опрокидывают тигелек, чтобы вызвать реакцию HCl с карбонатами, и ставят колбу обратно.

При пользовании этим приемом исключается надобность в определении объема кислоты.

Карбонатность в породе в переводе на $CaCO_3$ в процентах по весу определяют по следующей формуле:

$$K = \frac{V \cdot G}{4,4 \cdot a} \%$$

где V – найденный объем CO_2 , $см^3$; G – вес $1см^3$ CO_2 при температуре и барометрическом давлении во время опыта, который берется из таблицы; a – навеска породы, г; 4,4 – коэффициент для перехода от CO_2 к $CaCO_3$ с учетом выражения K в %, получаемый из следующих вычислений:

$$\frac{CaCO_3 + 2HCl}{40 + 12 + 3 \cdot 16} = \frac{CO_2 + CaCl_2 + H_2O}{12 + 2 \cdot 16}$$

(атомные веса: кальция $Ca=40$, углерода $C=12$, кислорода $O=16$).

Согласно реакции между HCl и $CaCO_3$, на 100 весовых единиц $CaCO_3$ получается 44 весовые единицы CO_2 . Следовательно, чтобы определить процентное содержание $CaCO_3$ в породе, надо найденный объем V CO_2 в $см^3$ перевести в миллиграммы, взяв из таблицы вес $1см^3$ CO_2 при температуре и барометрическом давлении во время опыта G , разделить на 44, умножить на

100, разделить на вес навески a в граммах, умножить её на 1000 для перевода в миллиграммы и все умножить на 100:

$$K = \frac{V \cdot G \cdot 100 \cdot 100}{44 \cdot a \cdot 1000} \%$$

После сокращения получим:

$$K = \frac{V \cdot G}{4,4 \cdot a} \%$$

Пример. При реакции HCl с породой, взятой в количестве 1 г, выделилось $30 \text{ см}^3 \text{ CO}_2$. Температура воды в сосуде (2) составляла 17°C , а барометрическое давление равнялось 751 мм рт.ст. По таблице 1 вес $1 \text{ см}^3 \text{ CO}_2$ равен 1,873 мГ. В соответствии с этим содержание CaCO_3 в породе будет:

$$K = \frac{30 \cdot 1,873}{4,4 \cdot 1} = 12,77\%$$

Пересчет мл CO₂ в мг
(показаны веса 1мл CO₂ в мг при различных температурах и давлениях)

Таблица 1

P ₆ °C	742	744,5	747	749	751	753,5	756	758	760	762,5	765	767	769	771
28	1,778	1,784	1,791	1,797	1,804	1,810	1,817	1,823	1,828	1,833	1,837	1,842	1,847	1,852
27	1,784	1,790	1,797	1,803	1,810	1,816	1,823	1,829	1,834	1,839	1,843	1,848	1,853	1,858
26	1,791	1,797	1,803	1,809	1,816	1,822	1,829	1,835	1,840	1,845	1,849	1,854	1,859	1,861
25	1,797	1,803	1,810	1,816	1,823	1,829	1,836	1,842	1,847	1,852	1,856	1,861	1,866	1,871
24	1,803	1,809	1,816	1,822	1,829	1,835	1,842	1,848	1,853	1,858	1,862	1,867	1,872	1,877
23	1,809	1,815	1,822	1,828	1,835	1,841	1,848	1,854	1,859	1,864	1,868	1,873	1,878	1,883
22	1,815	1,821	1,828	1,834	1,841	1,847	1,854	1,860	1,865	1,870	1,875	1,880	1,885	1,890
21	1,822	1,828	1,835	1,841	1,848	1,854	1,861	1,867	1,872	1,877	1,882	1,887	1,892	1,897
20	1,828	1,834	1,841	1,847	1,854	1,860	1,867	1,873	1,878	1,883	1,888	1,893	1,898	1,903
19	1,834	1,840	1,847	1,853	1,860	1,866	1,873	1,879	1,884	1,889	1,894	1,899	1,904	1,909
18	1,840	1,846	1,853	1,859	1,866	1,872	1,879	1,885	1,890	1,895	1,900	1,905	1,910	1,915
17	1,846	1,853	1,860	1,866	1,873	1,879	1,886	1,892	1,897	1,902	1,907	1,912	1,917	1,922
16	1,853	1,860	1,866	1,873	1,879	1,886	1,892	1,898	1,903	1,908	1,913	1,918	1,923	1,928
15	1,859	1,866	1,872	1,879	1,885	1,892	1,898	1,905	1,910	1,915	1,920	1,925	1,930	1,935
14	1,865	1,872	1,878	1,885	1,892	1,899	1,905	1,912	1,917	1,922	1,927	1,932	1,937	1,942
13	1,872	1,878	1,885	1,892	1,899	1,906	1,913	1,919	1,924	1,929	1,934	1,939	1,944	1,949
12	1,878	1,885	1,892	1,899	1,906	1,912	1,919	1,925	1,930	1,935	1,940	1,945	1,950	1,955
11	1,885	1,892	1,899	1,906	1,913	1,919	1,926	1,932	1,937	1,942	1,947	1,952	1,957	1,962
10	1,892	1,899	1,906	1,913	1,920	1,926	1,933	1,939	1,944	1,949	1,954	1,959	1,964	1,969

2.3. Порядок выполнения задания и пример

Цель: обработать данные эксперимента по определению коэффициента карбонатности терригенных пород объемным методом на приборе Кларка.

Материалы и оборудование: экстрагированные и растертые образцы из коллекций терригенных пород из нефтеносных пород природных резервуаров углеводородов Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна и Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна; прибор Кларка (рис.5); 10% HCl; дистиллированная вода (25-30 л); тигель для кислоты; щипцы для тигеля; термометр; барометр; электронные весы; таблица для пересчета объема углекислого газа в массу (таблица 1).

Ход выполнения задания: описан в разделе 2.

Данные и результаты представляются согласно примеру в таблице 2.

Таблица 2

Определение карбонатности породы: данные и результат

№ п/п	Величины	Обозначения	Числовые значения
1	Навеска породы, г	a	1
2	Уровень воды в бюретке при атмосферном давлении до реакции, см ³	b	18,5
3	Уровень воды в бюретке при атмосферном давлении после реакции, см ³	c	48,5
4	Объем выделившегося при реакции CO ₂ , см ³	$V = c - b$	30
5	Температура воды, °C	t	17
6	Барометрическое давление, мм рт.ст.	P_6	751
7	Вес 1 см ³ CO ₂ при $t=17^{\circ}\text{C}$ и $P_6=751$ мм. рт.ст. по таблице, мГ	G	1,873
8	Значение карбонатности, %	$K = \frac{V \cdot G}{4,4 \cdot a} \%$	12,77

Список рекомендуемой литературы

Сиротенко Л.В., Сиротенко О.И. Геологические факторы нефтегазоносности глинистых толщ на больших глубинах // Геология нефти и газа, 2001. №5. – С. 13-24.

Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. Издательство «Недра», 1969. – 368 с.

Истекова С.А., Умирова Г.К. Петрофизическое моделирование и оценка коллекторов продуктивных пластов месторождения Узень (Казахстан)// Вестник Казахского Национального Исследовательского Технического университета им. К.И.Сатпаева –online журнал <http://vestnik.kazntu.kz/files/newspapers/47/1364/1364.pdf>

Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – Издательство: М.: «Альянс». 2005.–350 с.